

Tabella 1 Media aritmetica del differenziale fra il prezzo della zona Nord del mercato del giorno prima italiano e il prezzo del mercato del giorno prima francese per gruppi di ore.

Pz Nord - Pz Francia (€/MWh)	gennaio 30 lunedì	gennaio 31 martedì	febbraio 01 mercoledì	febbraio 02 giovedì	febbraio 03 venerdì	febbraio 04 sabato	febbraio 05 domenica
Baseload 1-24	+27,3	+33,0	+34,3	+23,5	+7,6	+7,0	+1,2
<i>Picco 9-20</i>	<i>+33,1</i>	<i>+40,9</i>	<i>+41,9</i>	<i>+27,4</i>	<i>+7,5</i>	<i>+8,8</i>	<i>+4,8</i>
<i>Blocco 9-12</i>	<i>+32,8</i>	<i>+35,7</i>	<i>+40,9</i>	<i>+24,7</i>	<i>-15,8</i>	<i>+4,7</i>	<i>+9,5</i>
<i>Blocco 17-20</i>	<i>+41,8</i>	<i>+57,2</i>	<i>+56,7</i>	<i>+33,7</i>	<i>+32,7</i>	<i>+12,7</i>	<i>+4,0</i>
Pz Nord - Pz Francia (€/MWh)	febbraio 06 lunedì	febbraio 07 martedì	febbraio 08 mercoledì	febbraio 09 giovedì	febbraio 10 venerdì	febbraio 11 sabato	febbraio 12 domenica
Baseload 1-24	+14,8	-19,8	+15,6	-225,6	-7,0	+16,3	+10,2
<i>Picco 9-20</i>	<i>+16,2</i>	<i>-32,9</i>	<i>+28,4</i>	<i>-438,9</i>	<i>-5,6</i>	<i>+22,4</i>	<i>+12,4</i>
<i>Blocco 9-12</i>	<i>-24,4</i>	<i>-22,2</i>	<i>+49,4</i>	<i>-1.214,9</i>	<i>-135,7</i>	<i>+15,2</i>	<i>+6,6</i>
<i>Blocco 17-20</i>	<i>+52,8</i>	<i>-37,8</i>	<i>+21,2</i>	<i>-31,6</i>	<i>+76,9</i>	<i>+43,1</i>	<i>+19,7</i>
Pz Nord - Pz Francia (€/MWh)	febbraio 13 lunedì	febbraio 14 martedì	febbraio 15 mercoledì	febbraio 16 giovedì	febbraio 17 venerdì	febbraio 18 sabato	febbraio 19 domenica
Baseload 1-24	+20,4	+17,6	+4,0	+16,7	+19,4	+28,7	+25,7
<i>Picco 9-20</i>	<i>+29,5</i>	<i>+23,1</i>	<i>+10,4</i>	<i>+17,3</i>	<i>+21,1</i>	<i>+32,2</i>	<i>+35,8</i>
<i>Blocco 9-12</i>	<i>+41,5</i>	<i>+17,5</i>	<i>+9,4</i>	<i>+13,9</i>	<i>+14,3</i>	<i>+32,0</i>	<i>+32,7</i>
<i>Blocco 17-20</i>	<i>+44,2</i>	<i>+39,2</i>	<i>+12,5</i>	<i>+25,6</i>	<i>+39,1</i>	<i>+43,6</i>	<i>+47,0</i>

Si evidenzia, altresì, come l'allocazione della capacità di interconnessione tramite aste esplicite annuali, mensili e giornaliere invece che tramite *market coupling* ha ingenerato sulle frontiere italo-francese e italo-svizzera significative incoerenze fra il segno differenziale di prezzo (positivo o negativo) e i programmi di scambio alla frontiera (*import netto* o *export netto*). L'esempio più rappresentativo (cfr. Figura 4) è costituito dai giorni di mercoledì 8 febbraio 2012 e giovedì 9 febbraio 2012. Mercoledì si è infatti registrata una forte esportazione netta verso la Francia, nonostante il segno del differenziale di prezzo fra la zona Nord italiana e la Francia fosse sistematicamente positivo. Giovedì l'esportazione netta verso la Francia si è invece quasi annullata nonostante il segno del predetto differenziale di prezzo fosse negativo e lo fosse nella misura più ampia registrata su tutto il periodo di osservazione. L'ipotesi più probabile è che gli operatori siano stati spiazzati prima dall'inattesa riduzione dei prezzi francesi di mercoledì 8 febbraio 2012 rispetto al giorno antecedente e poi dall'inatteso rialzo record dei prezzi francesi avvenuto il giovedì 9 febbraio 2012. Ciò è potuto accadere in quanto l'utilizzo della capacità di interconnessione assegnata con aste esplicite è deciso dagli operatori sulla base delle loro aspettative circa i prezzi dell'energia elettrica sui mercati del giorno prima italiano e francese: se l'intera capacità di interconnessione fosse stata assegnata tramite *market coupling* la determinazione dei prezzi dell'energia elettrica e dell'utilizzo della suddetta capacità avrebbero avuto luogo simultaneamente così da prevenire tali inefficienze.

Figura 2 Import netto, Export e differenziali di prezzo sulla frontiera italo-francese e italo-svizzera nella prima settimana di febbraio

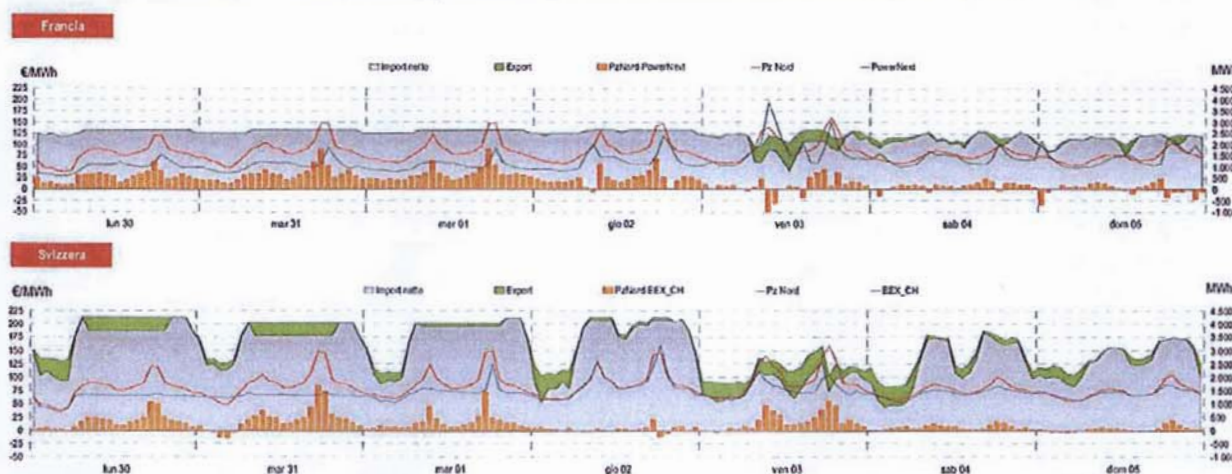


Figura 3 Import netto, Exporto e differenziali di prezzo sulla frontiera italo-francese e italo-svizzera nella seconda settimana di febbraio

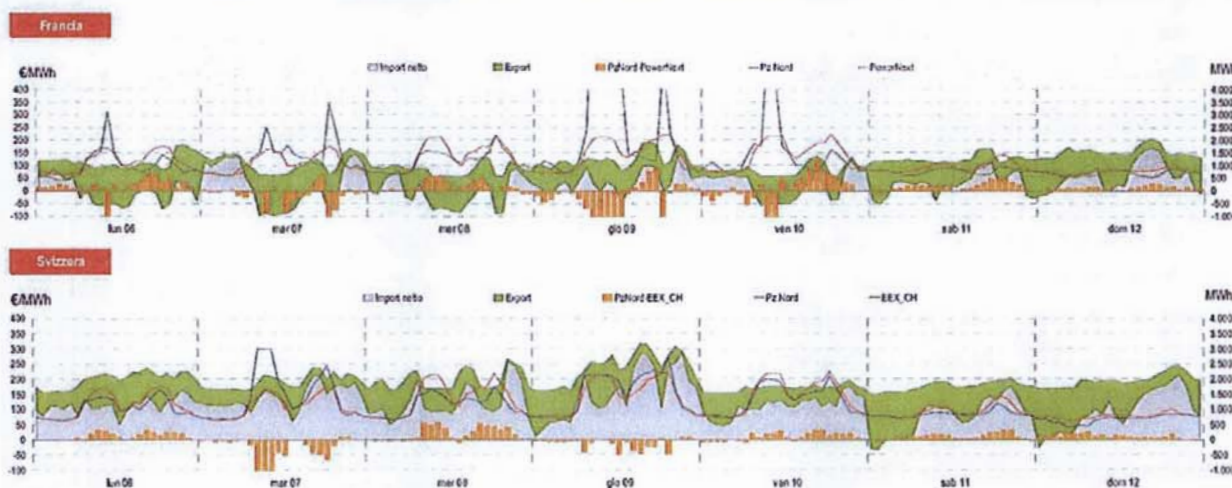
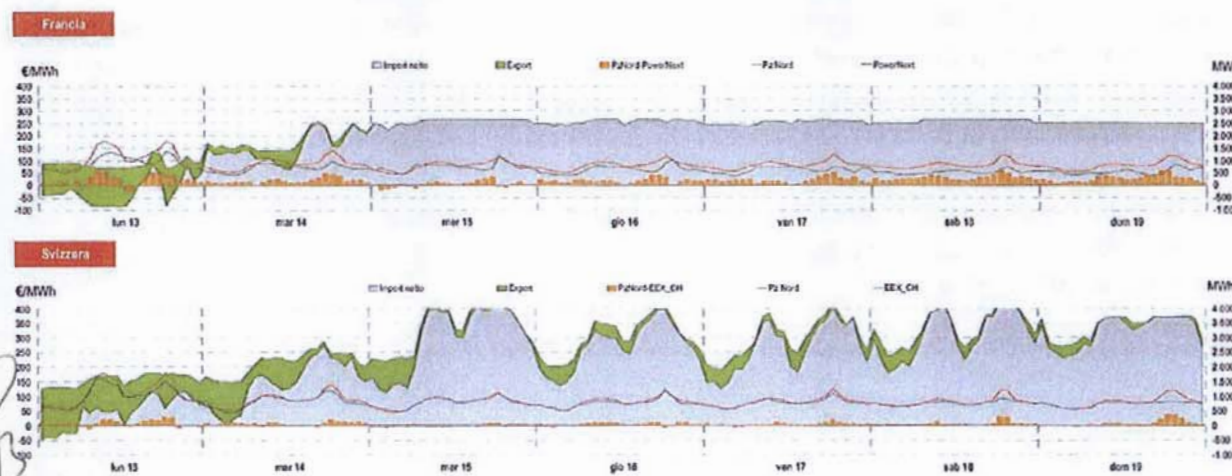


Figura 4 Import netto, Exporto e differenziali di prezzo sulla frontiera italo-francese e italo-svizzera nella terza settimana di febbraio



Handwritten signature or initials in the bottom left corner of the page.

B – Effetti delle dinamiche di prezzo sul mercato del gas naturale

Come si evince dalla Figura 1, mercoledì 8 febbraio 2012 il rialzo dei prezzi della zona Nord è più marcato rispetto a quello dei tre giorni lavorativi precedenti. Tale rialzo si è mantenuto per i due giorni lavorativi successivi (giovedì 9, venerdì 10). Non è da escludere che questo ulteriore aumento sia imputabile, almeno parzialmente, al rischio che potesse essere attivato il prezzo amministrato per la regolazione degli sbilanciamenti sul mercato gas in condizioni di emergenza. Gli operatori infatti sarebbero stati avvisati della sua attivazione entro le ore 10 del giorno che precede quello di consegna: ciò significa che ne avrebbero avuto nozione solo dopo la "gate closure" del mercato del giorno prima, ossia quando le offerte su tale mercato non sarebbero più state modificabili.

La possibile attivazione del prezzo amministrato per la regolazione degli sbilanciamenti gas potrebbe aver influenzato le strategie di offerta degli operatori su MGP per due motivi:

- il primo riguarda le sole unità di produzione termoelettriche alimentate a gas. I contratti di approvvigionamento gas stipulati da un produttore di elettricità possono, infatti, prevedere la fornitura di un quantitativo prefissato e il ribaltamento pieno dei costi o dei ricavi di sbilanciamento sostenuti dal fornitore gas (*shipper*) sull'utilizzatore finale (il produttore stesso) in caso di prelievi rispettivamente superiori o inferiori al quantitativo pattuito³⁰. In tal caso, il prezzo di sbilanciamento sul mercato gas rappresenta una buona "proxy" del costo opportunità del gas per il produttore di elettricità, che può scegliere se rivendere il gas approvvigionato a sbilanciamento oppure prelevarlo per produrre elettricità. È evidente che in caso di attivazione del prezzo amministrato per la regolazione degli sbilanciamenti sul mercato gas in condizioni di emergenza, il costo opportunità del gas per il produttore elettrico sarebbe risultato molto maggiore di quello mediamente rilevato sulla piattaforma per il bilanciamento gas nel mese di gennaio e nei primi giorni del mese di febbraio: la differenza sarebbe stata pari a circa 47 €/MWh (da circa 35 €/MWh a circa 82 €/MWh). Per un impianto termoelettrico a ciclo combinato con rendimento pari al 53%, una simile differenza in termini di costo opportunità del gas si sarebbe tramutata in una differenza di circa 89 €/MWh in termini di costo variabile di produzione (da 66 €/MWh³¹ a 155 €/MWh³²). È verosimile che il titolare di tale impianto abbia internalizzato nel prezzo di offerta su MGP il predetto rischio incrementandolo di una componente pari al prodotto fra la probabilità stimata che venisse attivato il prezzo amministrato e il presumibile differenziale di costo variabile (con probabilità pari al 50% e un differenziale pari a 89 €/MWh si avrebbe un incremento di prezzo offerto di 44,5 €/MWh);
- il secondo riguarda tutte le unità di produzione programmabili. I prezzi di offerta presentati su MGP dalle unità di produzione programmabili scontano, tra l'altro, il rischio di sbilanciamento sul mercato elettrico a causa di eventi accidentali (ad

³⁰ Lo stesso ragionamento vale nel caso in cui lo *shipper gas* e il produttore di elettricità sono la stessa persona giuridica o appartengono allo stesso gruppo societario.

³¹ Considerando la sola componente di costo di combustibile.

³² Considerando la sola componente di costo di combustibile.

esempio: un'avaria), che impediscono il rispetto dei programmi vincolanti finali di produzione in esito al mercato elettrico. Il costo associato a detto rischio sarebbe risultato più elevato nel caso di attivazione del prezzo amministrato per la regolazione degli sbilanciamenti gas. Un incremento del prezzo sul mercato del bilanciamento gas avrebbe aumentato le offerte di vendita presentate dalle unità di produzione alimentate a gas su MSD e, di conseguenza, anche i prezzi di sbilanciamento sul mercato elettrico. È, infatti, plausibile che un impianto termoelettrico a gas, chiamato ad aumentare la propria produzione molto vicino al tempo reale per fornire al sistema elettrico energia di bilanciamento, acquisti almeno parte del gas, direttamente o per tramite del proprio *shipper*, attraverso una transazione *intraday* su PSV oppure a sbilanciamento. Seguendo tale logica, è verosimile che un impianto abbia internalizzato tale rischio nella propria offerta su MGP tramite una componente che tenesse conto della probabilità dell'evento accidentale e del presumibile differenziale di costo rispetto all'ipotetico impianto marginale su MSD.³³

C - Restrizioni al transito di energia elettrica da sud a nord

L'osservazione del periodo in esame mostra, come si era già verificato in passato, che ogniqualvolta i prezzi esteri superano i prezzi italiani in misura tale da invertire i flussi di energia elettrica alla frontiera, la parte continentale del nostro Paese tende a separarsi, sotto il profilo dei prezzi in MGP, in due o tre tronconi da Sud a Nord. Infatti, il primo transito a saturarsi è quello fra la zona Sud e la zona Centro-Sud mentre il secondo è quello fra la zona Centro-Sud e la zona Centro-Nord. Nelle ore di picco dei giorni dal 6 al 10 febbraio 2012, la zona Sud risultava infatti essere quella più economica e separata dalle zone Centro-Sud e Sardegna i cui prezzi erano allineati su livelli più alti ma inferiori a quelli ancor più alti delle zone Centro-Nord e Nord (a loro volta inferiori ai livelli di prezzo registrati in Francia e Svizzera). L'effetto principale di questi "colli di bottiglia" è anzitutto quello di impedire alla capacità produttiva localizzata nei poli di produzione limitata di Brindisi, Foggia e Rossano e nella zona Sud di concorrere pienamente al soddisfacimento della domanda nella zona Nord e nelle zone estere. Analogo problema interessa seppure in misura minore la capacità produttiva localizzata nelle zone Centro-Sud e Sardegna.

L'emergenza gas ha reso ancor più evidente l'esigenza di accelerare gli sviluppi della Rete di Trasmissione Nazionale sul Continente. Tuttavia, i potenziamenti della capacità di interconnessione volti a rimuovere i colli di bottiglia sulla direttrice Sud-Centro Sud sono attesi solo dopo il 2015.

³³ La probabilità che un impianto subisca un'avaria è, in genere, molto bassa. Per questo motivo, è verosimile che l'effetto sul prezzo di offerta MGP determinato da quanto illustrato al secondo punto sia di gran lunga inferiore rispetto all'effetto causato da quanto esposto al punto precedente.

Tabella 1: Media aritmetica giornaliera dei prezzi orari zonali su MGP dal 6 al 10 febbraio 2012

Prezzi Zonali (€/MWh)	gennaio 30 lunedì	gennaio 31 martedì	febbraio 01 mercoledì	febbraio 02 giovedì	febbraio 03 venerdì	febbraio 04 sabato	febbraio 05 domenica
Nord	77	86	87	87	94	76	73
Centro Nord	77	90	87	87	94	76	73
Centro Sud	77	90	87	87	94	76	73
Sud	75	90	79	80	73	72	44
Sicilia	93	102	98	96	94	85	82
Sardegna	77	159	113	87	94	76	73

Prezzi Zonali (€/MWh)	febbraio 06 lunedì	febbraio 07 martedì	febbraio 08 mercoledì	febbraio 09 giovedì	febbraio 10 venerdì	febbraio 11 sabato	febbraio 12 domenica
Nord	114	110	133	142	140	94	78
Centro Nord	114	110	133	142	140	94	78
Centro Sud	114	110	126	122	138	85	78
Sud	43	95	80	95	117	85	78
Sicilia	89	100	102	106	116	93	86
Sardegna	114	110	126	122	138	85	100

Prezzi Zonali (€/MWh)	febbraio 13 lunedì	febbraio 14 martedì	febbraio 15 mercoledì	febbraio 16 giovedì	febbraio 17 venerdì	febbraio 18 sabato	febbraio 19 domenica
Nord	111	87	78	80	82	82	81
Centro Nord	111	87	78	80	82	82	81
Centro Sud	108	86	78	79	82	82	81
Sud	86	84	76	79	81	82	81
Sicilia	100	95	94	87	97	94	85
Sardegna	108	86	78	81	82	82	84

Il fenomeno sopra descritto è stato aggravato da una serie di riduzioni dei limiti di transito tra la zona Sud e la zona Centro Sud verificatasi dal 2 all'8 febbraio. Terna ha fornito all'Autorità i seguenti dettagli a riguardo:

- il 2 febbraio era prevista una restrizione del limite di transito Sud->Centro Sud³⁴ per lavori programmati sulla direttrice 380kV Matera - S.Sofia;
- il 3 febbraio condizioni meteo estremamente avverse hanno causato i guasti delle linee Presenzano - Valmontone, Presenzano - Benevento 2 e Latina - Garigliano. A seguito di tali eventi sono state sospese le attività sulla direttrice 380kV Matera - S. Sofia, facendo rientrare in servizio i relativi elementi di rete alle ore 17:40 del giorno stesso. Lo scenario di rete così configuratosi, con due linee di sezione fuori servizio, ha richiesto la riduzione del limite di transito Sud->Centro Sud a 2.000 MW dalla prima sessione di mercato disponibile (MGP per il giorno 5 febbraio);
- il 4 febbraio il vincolo a 2.000 MW è stato confermato anche per il giorno 6 febbraio, non potendo conoscere le tempistiche di rientro degli elementi in avaria;
- il 5 febbraio è avvenuto il rientro delle linee Presenzano - Valmontone e Presenzano - Benevento 2. Il vincolo è stato rilassato a 3.000 MW a partire dal giorno 7 febbraio, permanendo solo l'indisponibilità della linea Garigliano - Latina;
- il 6 febbraio il vincolo a 3.000 MW è stato confermato anche per il giorno 8 febbraio, non potendo conoscere le tempistiche di rientro della Garigliano - Latina, anche in considerazione dello sforzo di ripristino di tutte le linee in avaria dell'area;

³⁴ In condizioni normali tale limite è pari a 4000 MW sulla direttrice Sud - Centro Sud.

- il 7 febbraio, alle ore 11:42, è avvenuto il rientro della linea Garigliano – Latina che ha riportato il limite di transito Sud->Centro Sud a 4.000 MW.

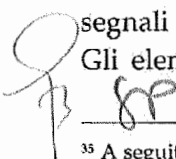
5.5 CONCLUSIONI

L'analisi della situazione di emergenza del mese di febbraio 2012 dà concreta attualità alle più volte richiamate esigenze di sviluppo infrastrutturale del sistema nazionale del gas naturale e dell'energia elettrica.

Proprio la possibile indisponibilità di gas, legata agli stessi fattori climatici all'origine del livello eccezionale dei consumi, fornisce ulteriori elementi a supporto delle valutazioni espresse nella deliberazione di questa Autorità PAS 21/11 (Segnalazione sullo stato dei mercati dell'energia elettrica e del gas naturale e le relative criticità), dove era evidenziata la necessità di uno sviluppo infrastrutturale che consentisse di affrontare, con un adeguato margine di sicurezza, il periodo di maggiori consumi, anche nel caso di mancanza durevole di una fonte di importazione (eventualità più volte verificatasi in passato con l'interruzione delle forniture dalla Russia, nel gennaio 2008, l'indisponibilità del Transgas nel 2009 e, più recentemente, con l'interruzione delle forniture libiche³⁵).

L'esame della situazione verificatasi quest'anno evidenzia, inoltre, l'importanza dello stoccaggio come risorsa immediatamente disponibile per il sistema, nella gestione di criticità legate alla copertura di livelli eccezionali dei consumi, dove il contributo delle importazioni pare offrire un tempo di reazione più lungo e può essere influenzato da dinamiche internazionali. Occorre, quindi, evidenziare l'esigenza che lo sviluppo del sistema degli stoccaggi in corso non sia limitato alla realizzazione di nuova capacità di spazio ma riguardi anche l'incremento della disponibilità di punta funzionale, in particolare, a ridurre il decadimento delle prestazioni con il progredire delle fasi di svasso ed invaso. Tale opportunità va anche esaminata sulla base dei costi necessari per lo sviluppo della punta nel senso prospettato che, ad una valutazione di massima, pur sviluppando un effetto durevole nel tempo, appaiono del medesimo ordine di grandezza dei costi sostenuti per effetto di una singola crisi come quella in esame.

Ulteriori valutazioni riguardano l'adeguatezza dell'assetto attuale dei mercati a fornire segnali di scarsità per orientare le scelte degli operatori secondo le esigenze del sistema. Gli elementi sopra riportati evidenziano che il prezzo, che si forma sul mercato per il


³⁵ A seguito degli indirizzi del Ministro dello sviluppo economico, l'Autorità ha adottato la deliberazione 31/2012/R per la definizione dei criteri da applicare in sede di determinazione dei corrispettivi a reintegrazione degli eventuali maggiori oneri sostenuti con riferimento agli impianti di generazione elettrica soggetti alla misura.

³⁶ EPEX France, ex Powernext.

³⁷ E' la zona del mercato elettrico italiano direttamente interconnessa con la Francia

³⁸ Zone di mercato.

³⁹ Nella deliberazione PAS 21/11 si legge "Infatti, in caso di indisponibilità della maggiore infrastruttura (TAG con capacità di ca 120 MSmc/g), il sistema disporrebbe di capacità di immissione in rete di circa 270 MSmc (di cui 212 MSmc/g dagli altri gasdotti di importazione, 20 MSmc/g dalla produzione nazionale e 38 MSmc/g dagli impianti di Gnl). Tale disponibilità potrebbe essere quindi inadeguata alla copertura del picco eccezionale dei consumi che si verificasse in condizioni di svasso avanzato degli stoccaggi, quando il loro contributo può essere valutato nell'ordine dei 150 MSmc/g. Infatti in tali condizioni la domanda giornaliera totale potrebbe raggiungere punte (in passato anche superiori a 450 MSmc/g) superiori alla disponibilità complessiva del sistema comprensiva del contributo degli stoccaggi (420 MSmc/g) e potrebbero rendersi necessarie misure eccezionali quali il distacco di utenze industriali."

bilanciamento semplificato, oggi operativo, risulta correlato al valore del gas in stoccaggio e non fornisce un adeguato segnale economico circa possibili criticità del sistema, che riguardano l'equilibrio immediato di immissioni e prelievi. Emerge, quindi, l'esigenza di accelerare la prospettata evoluzione del sistema di bilanciamento di merito economico, con l'integrazione delle risorse offerte dalle immissioni di gas presso i punti di entrata della rete nazionale (importazioni e rigassificatori) e la connessa formazione di un prezzo rappresentativo del valore del gas in rete, necessario per il bilanciamento della domanda, anziché in stoccaggio.

Tale evoluzione appare tanto più opportuna con il progredire dell'integrazione dei mercati europei e la più accentuata correlazione che ne consegue, tra flussi di gas e prezzi che si formano sui vari mercati energetici (compresi i mercati elettrici).

Le prospettate integrazioni alla disciplina del bilanciamento - come rilevato nel paragrafo 3.3 - sono funzionali alla risoluzione delle criticità che intervengono nel bilanciamento giornaliero o di breve periodo. Altri strumenti potrebbero essere previsti per la gestione di eventuali future situazioni critiche nell'approvvigionamento di gas naturale e nella copertura dei consumi, ad esempio ove si riscontrassero, sulla base delle disponibilità di stoccaggio e delle immissioni in rete, una possibile mancanza di copertura dei consumi in condizioni di domanda eccezionale. In passato, al fine di prevenire queste possibili situazioni, il Ministero ha fatto ricorso a misure di massimizzazione dell'uso delle capacità conferite, definite già nei mesi estivi per la successiva fase di erogazione. Nell'attuale contesto l'adozione di queste misure appare sempre più problematica, sia perché distorsiva del mercato ed economicamente inefficiente in termini di mancanza di corrispondenza fra costi ed esigenze di bilanciamento del singolo operatore, sia perché essa presenta profili di criticità con le disposizioni del Regolamento (CE) n. 994/2010, che prevedono che le situazioni di criticità siano in prima istanza gestite con misure di mercato, considerandone l'impatto economico, l'efficacia e l'efficienza, nonché gli effetti sul funzionamento del mercato comunitario del gas naturale. Potrebbe essere, quindi, previsto che, anche ai fini della gestione di possibili situazioni di criticità in prospettiva, il responsabile del bilanciamento possa operare nel mercato, sotto il controllo delle istituzioni responsabili della sicurezza del sistema, mediante azioni di acquisto e di vendita di gas, anche nel medio periodo, utilizzando anche servizi di stoccaggio, allo scopo di garantire la disponibilità di gas di bilanciamento, laddove ciò fosse ritenuto necessario per assicurare adeguati livelli di sicurezza del sistema. Tale strumento può essere accompagnato da meccanismi che provvedano a ripartirne i benefici e i costi associati, sulla base di criteri predefiniti, nei casi in cui tali costi non siano compensati dagli oneri di bilanciamento pagati dagli utenti del bilanciamento.

9
3
80